

# Avaliação da viabilidade técnico-econômica da geração de bioenergia em reatores UASB tratando água residuária doméstica

*Evaluation of the technical and economic feasibility of generating bioenergy in UASB reactors treating domestic wastewater*


• **Data de entrada:**  
12/04/2021

• **Data de aprovação:**  
14/01/2023


Thobias Pereira Silva<sup>1\*</sup> | José Lima de Oliveira Júnior<sup>2</sup> | Rosemary de Matos Cordeiro<sup>2</sup>

DOI: <https://doi.org/10.36659/dae.2024.003>

## ORCID ID

Silva TP  <https://orcid.org/0000-0001-5139-1222>

Oliveira Júnior JL  <https://orcid.org/0000-0001-7438-8915>

Cordeiro RM  <https://orcid.org/0000-0001-7449-8196>

## Resumo

A digestão anaeróbia é um processo que gera o metano ( $0,132 \text{ Nm}^3\text{CH}_4 \text{ m}^{-3}_{\text{AR}}$ ), que pode ser utilizado para geração de energia elétrica ( $0,562 \text{ KWh m}^{-3}_{\text{AR}}$ ). Todavia, deve-se saber se existe viabilidade nesses sistemas. Dessa forma, faz-se necessário definir a facticidade de investir em plantas de biogás em ETEs (Estações de Tratamento de Esgoto) projetadas para atender a 10.000, 50.000 e 100.000 habitantes. Assumindo isso, levantaram-se todos os custos de investimento, operação e manutenção, assim como as receitas, e por meio disso identificou-se que as ETEs nas condições estabelecidas, atendendo uma população de 10.000 habitantes, não apresenta viabilidade, nem rentabilidade, mostrando payback elevado, evidenciando um alto risco de investimento. Associado a isso, demonstrou-se valor de VPL (Valor Presente Líquido) negativo e TIR (Taxa Interna de Retorno) inferior ao mínimo. Os casos de médio e grande porte foram os que apresentaram melhor rentabilidade e estabilidade economia, com valores de TIR superior à TMA (Taxa Mínima de Atratividade) e tempo de pagamento do investimento adequado, mesmo com tal valor elevado. Existem outras receitas que podem ser exploradas com plantas de biogás, como a venda de créditos de carbono.

**Palavras-chave:** Biogás. Digestão anaeróbia. Eletricidade. Metano. Viabilidade.

## Abstract

Anaerobic digestion is a process that generates methane ( $0.132 \text{ Nm}^3\text{CH}_4 \text{ m}^{-3}_{\text{ww}}$ ), which can be used to generate electricity ( $0.562 \text{ KWh m}^{-3}_{\text{ww}}$ ). However, it must be known whether there is viability in these systems. Thus, it is necessary to define the facticity of investing in biogas plants in WWTPs (Wastewater Treatment Plant) designed to serve 10,000, 50,000 and 100,000 inhabitants. Assuming this, all the investment, operation and maintenance costs were raised, as well as the existing revenues, and it was inferred that WWTPs in the configurations presented, serving a population of 10,000 inhabitants, do not present viability or economic profitability, showing high payback, evidencing a high investment risk, associated with this, showed negative NPV (Net Present Value) and IRR (Internal Rate of Return) lower than the minimum. The medium and large cases were the ones that presented the best profitability and economic stability, with IRR values above the MAR (Minimum Attractiveness Rate) and payment time for the appropriate investment, even with such high value. There are other recipes that can be explored with biogas plants, such as the sale of carbon credits.

**Keywords:** Anaerobic digestion. Biogas. Electricity. Methane. Viability.

<sup>1</sup> Universidade Federal do Ceará (Departamento de Engenharia Hidráulica e Ambiental) - Fortaleza - Ceará - Brasil.

<sup>2</sup> Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (Departamento de Engenharia Ambiental) - Juazeiro do Norte - Ceará - Brasil.

\* **Autor correspondente:** thobias1939@gmail.com.

## 1 INTRODUÇÃO

O processo de DA (Digestão Anaeróbia) é uma tecnologia estabelecida que é amplamente utilizada para tratar águas residuárias (HAI et al., 2015; PADMASIRI et al., 2007). Na DA ocorre a conversão de matéria orgânica por meio de um grupo de microbiota (acidógenos, acetógenos, metanógenos, etc.) em biometano renovável (MA; CHEN; NDEGWA, 2021; PHAM et al., 2015).

Dentre as tecnologias de tratamento anaeróbio, o reator UASB<sup>1</sup> é uma das opções mais adequadas para diversos tipos de efluentes (ABBASI; ABBA-SI, 2012; GUPTA; SREEKRISHNAN; AHAMMAD, 2016; LI et al., 2014; MOREIRA et al., 2020). Sendo um dos principais objetivos do uso desse reator o tratamento de águas residuais de alta resistência, ainda comparando-o com outros pode-se obter uma alta produção de biogás se comparado a outros digestores (LOGANATH; SENOPHIYAH-MARY, 2020).

Também é um processo versátil e barato, que permite a recuperação de energia contida em resíduos orgânicos na forma de hidrogênio e/ou metano. O produto final da DA é o biogás, uma mistura gasosa constituída essencialmente por dois gases (CH<sub>4</sub> e CO<sub>2</sub>) (CAMACHO; RUGGERI, 2018). O biogás pode ser usado para aquecimento, cogeração de eletricidade ou atualização para gás natural.

O emprego de reatores UASB tem sido considerado uma opção responsável pelo aumento da cobertura do tratamento de esgoto na América Latina. Os custos de uma ETE com essa tecnologia seguido de tratamento biológico aeróbio geralmente permitem CAPEX<sup>2</sup>, com uma economia na faixa de 20% a 50% e OPEX<sup>3</sup> de 50% menores, em comparação com plantas de lodo ativado convencional (CHERNICHARO, 2006;

CHERNICHARO et al., 2015; VON SPERLING; CHERNICHARO, 2005).

Todavia, existem algumas limitações quanto ao projeto, construção e operação, entretanto é uma tecnologia madura com grande potencial contribuindo para as Estações de Tratamento de Esgoto (ETE) atingirem a sustentabilidade. Embora o biogás derivado do esgoto tratado nos reatores UASB apresente alto valor calorífico, seu conteúdo energético é negligenciado, pois é queimado e lançado na atmosfera (CHERNICHARO et al., 2015; NOYOLA; MORGAN-SAGASTUME; LÓPEZ-HERNÁNDEZ, 2006; ROSA et al., 2018).

As principais vantagens da produção de energia a partir do biogás são a produção descentralizada de energia, a cogeração para produzir eletricidade e calor, a redução nas emissões de metano e, possivelmente, o lucro extra da comercialização com empresas de energia. Podendo ainda trazer consigo uma autossuficiência energética para as ETEs, reduzindo custos e a emissão de gases do efeito estufa, bem como a aplicação da energia térmica gerada para secagem e estabilização do lodo (ACHINAS; ACHINAS; EUVERINK, 2017).

Perante isso, afirma-se que o Brasil possui um grande potencial de gerar biogás/metano e aproveitá-lo para geração de energia elétrica e térmica, utilizando-as em diversos espectros. Diante disso, a presente pesquisa teve como objetivo analisar a viabilidade técnico-econômica do aproveitamento do metano recuperado em reatores UASB tratando água residuária doméstica, para geração de energia elétrica, visando ao aproveitamento no sistema e lançamento na rede de distribuição, gerando consequentemente receitas, explorando suas diversas aplicabilidades.

<sup>1</sup> Upflow Anaerobic Sludge Blanket - Reator de manta de lodo anaeróbico de fluxo ascendente

<sup>2</sup> Capital Expenditure

<sup>3</sup> Operational Expenditure

## 2 MATERIAIS E MÉTODOS

Realizou-se essa pesquisa para analisar, por meios teóricos, o potencial técnico e econômico do uso do biogás para cogeração de energia elétrica e térmica. O estudo foi realizado para três casos de ETES, definidas para atender três populações diferentes em condições semelhantes. Adotou-se um sistema composto primordialmente por reator UASB seguido de Filtro Biológico Percolador (FBP). Selecionou-se pela maior remoção de DBO e o custo da tecnologia. Utilizou-se ainda a recirculação do lodo do Decantador Secundário (DS) para o reator UASB, podendo potencializar a produção de biogás devido ao aumento da carga aplicada. Além do tratamen-

to primário (Reator UASB) e o pós-tratamento (FBP), o tratamento preliminar adotado foi gradeamento (fino ou grosso), caixa de areia e calha Parshall (RIBEIRO et al., 2018).

Para o dimensionamento de todos os sistemas, foi necessário determinar a população atendida para cada caso. Assim, o presente estudo considerou para as ETES o limite inferior e superior de respectivamente de 10.000 e 100.000 habitantes. Em subsequência da definição da população, elencaram-se os critérios qualitativos e quantitativos, com base na ABNT NBR 12.209:2011. Os dados definidos podem ser visualizados na Tabela 1.

**Tabela 1** - Características do esgoto, vazão de projeto e premissas do estudo

	Descrição	Unidade	Valor	OBS.
PARÂMETRO	Caso 1 - População	Hab	10.000	Adotado
	Caso 2 - População		50.000	Adotado
	Caso 3 - População		100.000	Adotado
	Contribuição per capita de esgoto	L hab <sup>-1</sup> d <sup>-1</sup>	150	Adotado
	Coefficiente de vazão máxima diária	Adimensional	1,2	Adotado
	Coefficiente de vazão máxima horária		1,5	Adotado
	Carga per capita	g(DBO)hab <sup>-1</sup> d <sup>-1</sup>	54	(BRASIL, 2011)
	Carga per capita	g(DQO)hab <sup>-1</sup> d <sup>-1</sup>	110	
	Carga per capita	g(NTK)hab <sup>-1</sup> d <sup>-1</sup>	11	
	Carga per capita	g(ST)hab <sup>-1</sup> d <sup>-1</sup>	60	

**Dados:** (BRASIL, 2011). Nota: DBO - Demanda Bioquímica de Oxigênio; DQO - Demanda Química de Oxigênio; NTK - Nitrogênio Total Kjeldahl; ST - Sólidos Totais; Q - Vazão; CPCE - Contribuição per capita de esgoto.

### 2.1 Cálculos

#### 2.1.1 Estimativa teórica de metano

As equações aplicadas para estimar a produção de metano nos reatores UASB, bem como a potência elétrica recuperada, estão expostas na Tabela 2, considerando o balanço de massa do sistema e as parcelas de metano perdida ao longo do processo de tratamento da água residuária (CHERNICHARO, 2017; IPCC, 2009; METCALF; EDDY, 2014). Para o sistema, considerou-se o funcionamento em uma situação típica com eficiência de remoção de carga orgânica de

65%, perda de DQO<sub>CH4</sub> como gás residuária (5%), outras perdas de DQO<sub>CH4</sub> (vazamento de biogás) (5%) e DQO<sub>CH4</sub> dissolvida perdida com o efluente (0,020 Kg m<sup>-3</sup>) (LOBATO; CHERNICHARO; SOUZA, 2012; ROSA; LOBATO; CHERNICHARO, 2020).

#### 2.1.2 Potência elétrica disponível

Calculou-se a potência elétrica para o biogás/metano estimado para os casos. Na Tabela 2 constam as equações de base para o cálculo da energia recuperada. Utilizou-se uma eficiência de conversão de máquinas térmicas de 25%

(RIBEIRO et al., 2016; SANTOS; BARROS; TIA-GO FILHO, 2016). Considerando um biogás com 65% de CH<sub>4</sub>, utilizou-se um peso específico (PE<sub>CH<sub>4</sub></sub>) de 1,15Kg Nm<sup>-3</sup>, assim como um PCI<sub>CH<sub>4</sub></sub> de 4.831,1 Kcal Kg<sup>-1</sup>, resultando em um PCI<sub>disponível</sub> de 6,48 KWh Nm<sup>-3</sup>.

## 2.2 Custos

Calcularam-se ainda as Despesas de Capital (CAPEX) envolvendo os custos de construção das unidades e os equipamentos adequados para operação, levando em conta os materiais e mão de obra para a construção de todas as unidades do Sistema (CHERNICHARO et al., 2018; ROSENFEL-

DT, 2017). As unidades auxiliares, como a casa de operação e o prédio administrativo, foram consideradas as mesmas nas três unidades do estudo, portanto não foram incluídas nos cálculos.

Ainda, as Despesas Operacionais (OPEX) envolveram o cálculo dos custos de operação e manutenção dos sistemas das três ETEs (CHERNICHARO et al., 2018). Levando em conta os custos de descarte de lodo gerado durante o tratamento, consumo de energia elétrica, sendo parcialmente hidráulico, o consumo referente apenas à Estação de Bombeamento e ao sistema de recirculação de lodo. O Brasil ainda caminha em termos de custo de uso de energia de biogás (SILVEIRA, 2017).

**Tabela 2** - Equações para cálculo da porção de biogás/metano recuperado

Porção	Equação	Notas
DQO <sub>rem</sub>	$DQO_{rem} = DQO_{apl} * \frac{\text{Eficiência}}{100}$	DQO <sub>rem</sub> = DQO removida (kgDQO d <sup>-1</sup> ) DQO <sub>apl</sub> = DQO aplicada (kgDQO d <sup>-1</sup> )*
Estimativa de massa de DQO utilizada pelo lodo	$DQO_{lodo} = DQO_{rem} * Y_{DQO}$ $Y_{DQO} = Y * K_{SVT-DQO}$	DQO <sub>lodo</sub> = DQO convertida em lodo (kgDQO <sub>lodo</sub> d <sup>-1</sup> ) Y <sub>DQO</sub> = Rendimento de lodo, como DQO (kgDQO <sub>lodo</sub> kgDQO <sub>rem</sub> <sup>-1</sup> )* Y = Rendimento do lodo, como SVT (kgSVT kgDQO <sub>rem</sub> <sup>-1</sup> )* Y <sub>SVT-DQO</sub> = Fator de conversão (1kgSVT=1,42kgDQO <sub>lodo</sub> )
Estimativa de massa de DQO utilizada pelo lodo	$DQO_{CH_4} = DQO_{rem} - DQO_{lodo} - DQO_{SO_4}$ $Q_{CH_4} = \frac{(DQO_{CH_4} * R * (273 + T))}{(P * K_{DQO} * 1000)}$	DQO <sub>CH<sub>4</sub></sub> = DQO para produção do metano (kgDQO <sub>CH<sub>4</sub></sub> d <sup>-1</sup> ) DQO <sub>SO<sub>4</sub></sub> = DQO para redução do sulfato (kgDQO <sub>SO<sub>4</sub></sub> d <sup>-1</sup> ) Q <sub>CH<sub>4</sub></sub> = Vazão de metano (m <sup>3</sup> d <sup>-1</sup> ) R = Constante dos gases (0,08206 atm.L (mol.K) <sup>-1</sup> ) T = Temperatura operacional do reator (°C) P = Pressão atmosférica (1 atm)
Estimativa de metano perdido	$Q_{CH_4} = \frac{(DQO_{CH_4} * R * (273 + T))}{(P * K_{DQO} * 1000)}$ $Q_{w-CH_4} = Q_{CH_4} * p_w$ $Q_{o-CH_4} = Q_{CH_4} * p_o$ $Q_{L-CH_4} = Q_m * p_l * f_{CH_4} * \left( \frac{R * (273 + T)}{P * K_{DQO} * 1000} \right)$	K <sub>DQO</sub> = DQO de um mol de CH <sub>4</sub> (0,064 kgDQO kgCH <sub>4</sub> <sup>-1</sup> ) Q <sub>w-CH<sub>4</sub></sub> = Perda de metano como gás residual (m <sup>3</sup> d <sup>-1</sup> ) Q <sub>o-CH<sub>4</sub></sub> = Outras perdas de metano na fase gasosa (m <sup>3</sup> d <sup>-1</sup> ) Q <sub>L-CH<sub>4</sub></sub> = Perda de metano dissolvido no efluente (m <sup>3</sup> d <sup>-1</sup> ) p <sub>w</sub> = Metano na fase gasosa perdida como gás residual (%) p <sub>o</sub> = Metano na fase gasosa considerada outras perdas (%) p <sub>l</sub> = Metano dissolvido no efluente líquido (kg m <sup>-3</sup> ) f <sub>CH<sub>4</sub></sub> = Fator de conversão da massa de metano em massa de DQO (4kgDQO kgCH <sub>4</sub> <sup>-1</sup> )
Estimativa da real produção de metano	$Q_{CH_4-real} = Q_{CH_4} - Q_{w-CH_4} - Q_{o-CH_4} - Q_{L-CH_4}$	Q <sub>CH<sub>4</sub>-real</sub> = Produção real de metano disponível para recuperação de energia (m <sup>3</sup> d <sup>-1</sup> )
Estimativa do potencial energético disponível	$PCI_D = PE_{CH_4} * PCI_{CH_4} * K$ $P_e = Q_{N-CH_4} * PCI_d * ef$	PCI <sub>D</sub> = Poder calorífico inferior disponível (kWh Nm <sup>-3</sup> ) - (65% de CH <sub>4</sub> ) PE <sub>CH<sub>4</sub></sub> = Peso específico do CH <sub>4</sub> (kg Nm <sup>-3</sup> ) PCI <sub>CH<sub>4</sub></sub> = Poder calorífico inferior do CH <sub>4</sub> (kcal kg <sup>-1</sup> ) K = 4,19 KWh.3600 <sup>-1</sup> (conversão de unidades kcal-kJoules-kWh) Q <sub>N-CH<sub>4</sub>-real</sub> = Vazão disponível normalizada (Nm <sup>3</sup> d <sup>-1</sup> ) P <sub>e</sub> = Potencial de energia disponível (kWh d <sup>-1</sup> ) Ef = Eficiência de conversão da máquina térmica (0,25)

Fonte: Adaptado de Bilotta; Ross (2016); Chernicharo (2017); Lobato; Chernicharo; Souza (2012); Rosa; Lobato; Chernicharo (2020).

Consideraram-se custos referente ao consumo elétrico por ano, a partir dos sistemas de distribuição do efluente no reator UASB e no sistema de bombeamento para recirculação do lodo. Para determinação do valor de compra da energia, considerou-se a tarifa determinada pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

Adotou-se a tarifa horo-sazonal – modalidade verde grupo A4 (BRASIL, 2019). Aplicando ainda as alíquotas de ICMS (27%), PIS (1,65%) e COFINS (7,6%) (ROSENFELDT, 2017). Também foi adotado o desconto para a TE - Tarifa de Energia e TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, do valor de 15% (BRASIL, 2013). Para obter uma tarifa constante, calculou-se a média ponderada de energia por hora (ROSENFELDT, 2017), resultando no valor de 0,3876 R\$/kWh. Onde  $T$  = Tarifa média ponderada (R\$);  $T_{fp}$  = Tarifa fora de ponta (R\$) e  $T_p$  = Tarifa de ponta (R\$).

Levou-se em consideração a possibilidade da comercialização da energia produzida, por meio do leilão da ANEEL para geração distribuída de energia elétrica (BRASIL, 2020). Dentre os valores identificados, visualizou-se que a UTE – Usina Termoelétrica de Biogás Bonfim, que comercializa em 0,251 R\$ kWh<sup>-1</sup>, é uma das poucas unidades que comercializam energia com base no biogás.

Diante disso, determinou-se o preço do kWh, com base na razão entre OPEX e a energia disponível para venda, tendo em conta a rentabilidade do setor de 24,4% e as taxas e impostos, ICMS, PIS e COFINS relatado por Rosenfeldt (2017), bem como os descontos de 15% tanto para TE como para TUSD, garantidos por lei, como ressaltada BRASIL (2013). Com isso, comparou-se com os valores de mercado, estabelecidos no leilão, con-

siderando o custo de investimento dos casos, julgando que, ao adotar um valor inferior ao calculado, isso resultará na inviabilidade do sistema.

### 2.3 Receitas

Realizaram-se duas análises, (1) levando em conta a entrada oriunda da tarifa de serviço de esgoto sanitário cobrada pelos prestadores e (2) sem essa contribuição, para assim definir um limite de viabilidade sobre o sistema de cogeração de energia elétrica, sem interferência das entradas econômicas do esgoto sanitário. Para defini-la utilizou-se o consumo de água das populações atendidas de 150L hab<sup>-1</sup>d<sup>-1</sup>.

O volume faturável de esgoto foi de 80% do volume medido pelo consumo da água; assim, adotou-se a média das tarifas de esgoto de respectivamente 2,31 e 1,13 R\$ m<sup>-3</sup> de esgoto produzido para residência popular com consumo de água de até 10m<sup>3</sup> e para residência social com consumo de água até 10m<sup>3</sup> obtendo a média de 1,72 R\$ m<sup>-3</sup> (CAGECE, 2020).

Associou-se também a receita aos custos evitados com o autoconsumo da energia gerada pelo sistema, bem como os valores referentes à energia produzida, a qual entra no fluxo de caixa como receita. Na produção de energia julgou-se necessária uma taxa para cálculo de redução de custo de 0,387 R\$ kWh<sup>-1</sup>, como exposto anteriormente. Para o caso de venda da energia elétrica excedente, considerou o valor de 0,720 R\$ kWh<sup>-1</sup>, estão ordenados sobre esse valor todas as taxas e descontos relatados na pesquisa. Para essa tarifa aplicou-se com uma taxa de inflação de 4% a.a, para a projeção do estudo.

**Tabela 3** - Equações para cálculo da receita e o custo operacional

$R_{el,n} = R_{el(n-1)} * T_{infl} + R_{el(n-1)}$	$R_{el,n}$ = Receita anual com autoconsumo de eletricidade com a variação da tarifa ao longo dos anos (R\$);
	$R_{el(n-1)}$ = Receita anual com autoconsumo de eletricidade do ano anterior ao calculado (R\$);
	$T_{infl}$ = Taxa de inflação (%); $n$ = Vida útil do projeto (anos).
$OPEX_n = OPEX_{(n-1)} * T_{infl} + OPEX_{(n-1)}$	$OPEX_n$ = Custo operacional anual considerando variação da tarifa ao longo dos anos (R\$);
	$OPEX_{(n-1)}$ = Custo operacional anual do ano anterior ao calculado (R\$);
	$T_{infl}$ = Taxa de inflação (%); $n$ = Vida útil do projeto (anos).

Fonte: Adaptado de Valente (2015).

### 2.4 Cálculos financeiros durante a vida útil do projeto

Os cálculos de OPEX e receita foram gerados para um horizonte de vinte anos, aplicando uma taxa de inflação determinada entre o limite inferior e superior de 2020 (BRASIL, 2017). Os limites supracitados foram respectivamente 2,5% e 5,5%, com uma meta para inflação efetiva de 4,0% a.a. Determinaram-se as receitas e os custos por meio das equações expostas na Tabela 3 (VALENTE, 2015).

### 2.5 Análise de viabilidade

Para a análise de viabilidade adotou-se a abordagem baseando-se em diversas etapas sele-

cionadas (RASOTO et al., 2012), como: Coleta de dados; Estimativa do fluxo de caixa líquido; Aplicação da MMAI (Metodologia Multi-índice de Análise de Investimento); Determinação dos IVEPIS (Indicadores de Viabilidade Econômica de Projetos de Inovação); Interpretação dos IVEPIS (outros fatores não ponderáveis monetariamente); Emissão do parecer econômico e, por fim, a decisão gerencial.

Dentre os indicadores selecionados para análise estão VPL, VPLa, TIR, TIRm (Taxa Interna de Retorno Modificada) e LCOE, sendo esses expressos na Tabela 4; dentre esses o TIRm consiste no ajuste da TIR. Os parâmetros financeiros foram baseados em uma inflação de 4,0% a.a, com projeto de vida útil de 20 anos e Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 12%.

**Tabela 4** - Indicadores econômicos: VPL, VPLa, TIR e LCOE

$VPL = FC_p + \frac{FC_1}{(1+t)^1} + \dots + \frac{FC_n}{(1+t)^n}$	$VPL$ = Valor Presente Líquido (R\$);
	$FC_n$ = Fluxo de Caixa para o enésimo ano (R\$);
	$FC_p$ = Fluxo de Caixa para o ano zero (R\$); $t$ = Taxa de desconto (%); $n$ = Vida útil do projeto (anos).
$VPLa = VPL * \left( \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right)$	$VPLa$ = Valor Presente Líquido Anualizado (R\$);
	$i$ = Taxa de juros (%);
	$FC$ = Fluxo de Caixa líquido no momento $j$ (R\$); $J$ = Momento (ano)
$LCOE = \frac{\sum_{j=0}^n \frac{CAPEX_j + OPEX_j}{(1+t)^j}}{\sum_{j=0}^n \frac{E_j}{(1+t)^j}}$	$LCOE$ = Custo de Nivelamento de Eletricidade Gerada durante vida útil (R\$ Kwh <sup>-1</sup> );
	$CAPEX$ = Custo de Investimento do ano $j$ (R\$);
	$OPEX$ = Custo de Operação e manutenção do ano $j$ (R\$); $E$ = Energia gerada no ano $j$ (Kwh ano <sup>-1</sup> );

Fonte: Adaptado de Rasoto et al. (2012).



## 2.6 LCOE – Custo Nivelado de Energia

Calculou-se também o LCOE<sup>4</sup> para determinar o custo da produção de energia, aplicando os limites estabelecidos (REN21, 2017), para produção de energia elétrica em plantas de 1 a 20 MW, conforme expresso na Tabela 4.

## 3 RESULTADOS

Por meio das características predefinidas (Tabela 1) da água residuária, estimou-se a parcela de DQO<sub>CH4</sub> (Tabela 2) e obteve-se a vazão de metano, e por meio disso calculou-se a potência elétrica recuperada para cada situação do estudo. Foram incluídas também as perdas de DQO e metano ao longo do processo, resultando nas parcelas na Tabela 5. Para os cálculos de potência elétrica gerada, adotou-se um gerador GTK, visando ao aproveitamento do metano em sua totalidade.

Diante disso, obteve-se a relação unitária de geração de metano ( $0,132 \text{ Nm}^3\text{CH}_4 \text{ m}^{-3} \text{ AR}$ ), para um

reator UASB, com o aumento da carga devido à recirculação do decantador secundário após o FBP para o reator UASB. Com o metano estimado, alcançou-se uma recuperação de energia elétrica média de  $0,562 \text{ kWh m}^{-3} \text{ AR}$ . Os valores sobre-ditos encontram-se dentro da faixa obtida nas literaturas, as quais variam dentre  $0,134$  a  $0,416 \text{ Nm}^3\text{CH}_4 \text{ m}^{-3} \text{ AR}$  e  $0,417$  a  $0,562 \text{ kWh m}^{-3} \text{ AR}$  (ESTRADA-ARRIAGA et al., 2021; LOBATO; CHERNICHARO; SOUZA, 2012; MONTES et al., 2019; ROSA et al., 2016).

Conforme demonstrado anteriormente, a energia produzida supera a requerida pelas ETEs (proporcionando o autossuprimento em 100% de suas necessidades), mostrada na Tabela 5. As parcelas da energia gerada utilizada pelo sistema foram de 22,70; 36,07 e 36,06% respectivamente para os casos 1, 2 e 3. Resultando em um excedente de respectivamente de 652,08; 2.696,71 e 5.394,16 kWh d<sup>-1</sup>, os quais foram lançados na rede da concessionária de energia visando à obtenção de créditos.

**Tabela 5** - Vazão de metano, potência elétrica recuperada e potência requerida pelos sistemas

Caso	Metano	Energia elétrica	Potência de funcionamento	Gerador GTK	Potência requerida
	Nm <sup>3</sup> d <sup>-1</sup>	kWh d <sup>-1</sup>	kw	Modelo	kWh d <sup>-1</sup>
ETE 1	198,11	843,64	34,15	35B	191,56
ETE 2	990,57	4.218,24	175,76	190B	1.521,52
ETE 3	1.981,14	8.436,48	351,52	350B	3.042,32

### 3.1 Custo do sistema

A composição dos custos de investimento envolveu obras civis, equipamentos e o processo de licenciamento das obras e do sistema (Tabela 6). Tais custos foram determinados pela quantificação de itens, mão de obra para instalação e construção das unidades. Abstraiu-se, por meio dos dados, que o investimento *per capita* se tornou mais

oneroso para o caso 1 (272,97 R\$ habitante<sup>-1</sup>), em relação aos casos 2 e 3, sabendo que ambas as ETEs possuem valores de investimentos mais dispendiosos se associados ao primeiro caso. Deduz-se, ainda, a proximidade dos valores dos casos 2 e 3 para o investimento *per capita*, mesmo requerendo um valor de investimento duas vezes superior (Tabela 6).

<sup>4</sup> *Levelized Cost of Energy* ou *Levelized Energy Cost* – Custo Nivelado de Energia

**Tabela 6** - Valor de investimento por caso e custo de manutenção e operação no ano zero

Caso	Obra civil	Equipamentos	Licenças	Valor de investimento	Investimento por habitante	Custo no ano zero
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$ hab <sup>-1</sup>	R\$
ETE 1	856.155,13	1.558.032,79	23.092,46	2.729.754,02	272,97	49.074,01
ETE 2	2.930.638,10	3.661.506,04	50.474,10	7.439.732,43	148,79	159.326,44
ETE 3	6.752.334,47	6.073.076,55	54.016,73	14.424.959,08	144,25	264.576,64

**Nota:** Foi aplicado sobre o valor final 12% referente ao projeto, como proposto por Alves (2010).

Os valores referentes ao custo anual de operação e manutenção foram aplicados após o primeiro ano do projeto, e aos posteriores ao primeiro adotou-se uma taxa de inflação de 4% a.a. Inseriu-se no custo o *overhaul*, no período de quatro anos, destinado para manutenção do CHP e para troca de peças móveis, devido à vida útil determinada pelo fabricante (CREMONEZ et al., 2021; VALENTI et al., 2018), na Tabela 6 estão os valores do ano zero para cada ETE do *overhaul*.

### 3.2 Receita

Como relatado nos capítulos anteriores, os gastos evitados com o autoconsumo de energia e os valores referentes à comercialização do excedente foram categorizados como receita (Tabela 7). Para os cálculos, utilizou-se o consumo de cada tecnologia, sobre a taxa de energia elétrica determinada pela ENEL e ANEEL, enquanto para a venda aplicaram-se os custos anuais, investi-

mento e a rentabilidade, bem como os impostos ICMS, PIS e COFINS (PARRA et al., 2019). Tomou-se igualmente como receita a contribuição de esgoto sanitário cobrada pelos prestadores da companhia de saneamento.

Investigou-se a existência de viabilidade nos casos em estudo a partir do cálculo do VPL e da TIR. Haja vista o tratamento distinto dos casos de estudo em função de sua escala, aplicaram-se também o VPLa e a TIRm, como abordado anteriormente, que colaboraram para conseguir realizar uma comparação homogênea. Os valores negativos de VPL e VPLa, foram devidos à ausência de receita referente à tarifa de esgoto sanitário e custos de investimento, operação e manutenção do sistema de tratamento, como descrito na metodologia, tendo sido analisada a viabilidade dos sistemas tanto na presença como na ausência a fim de poder interpretar seu comportamento diante do fluxo caixa.

**Tabela 7** - Receita sobre a cobrança da tarifa de esgoto sanitário para o primeiro ano de projeto e demais receitas

Caso	População	Tarifa de esgoto sanitário	Energia lançada na rede	Custo evitado com o autoconsumo
	Hab.	R\$ ano <sup>-1</sup>	R\$ ano <sup>-1</sup>	R\$ ano <sup>-1</sup>
ETE 1	10.000	753.360,00	181.498,42	27.101,88
ETE 2	50.000	3.766.800,00	750.589,03	215.264,02
ETE 3	100.000	7.533.600,00	1.501.381,63	430.424,57

### 3.3 Viabilidade

Os principais resultados obtidos com a análise de viabilidade da recuperação de metano para geração de energia elétrica foram sintetizados nas representações gráficas a seguir. Constam na Fig.

1 os balanços de energia das ETEs fornecendo 100% de suas necessidades energéticas (energia destinada para o sistema de recirculação de lodo e para estação elevatória), possibilitando a geração de receita com o autoconsumo de eletricidade e com a venda do excedente gerado.



Como mostra a Fig. 1, a energia consumida nos casos 1, 2 e 3 foi de respectivamente 69.919,76; 555.356,52 e 1.110.446,09 kWh ano<sup>-1</sup>. São os menores valores das três parcelas de energia

(gerada, consumida e excedente), fato este que está associado à reduzida demanda de energia do arranjo estudado, mesmo na situação crítica de energia elétrica aplicada.

**Tabela 8** - Projetos elaborados e seus indicadores econômicos

Caso	População	VPL	VPLa	TIR	TIRm	Payback	
	Habitantes	R\$		%		Descontado	Simplex
						Meses	
ETE 1*	10.000	2.187.947,87	292.919,79	21,93	15,35	90,36	36,6
ETE 2*	50.000	29.458.425,95	3.943.858,13	55,49	21,34	26,16	25,2
ETE 3*	100.000	61.987.823,51	8.298.854,19	58,98	21,73	25,41	26,52
ETE 1**	10.000	-861.016,94 <sup>(0)</sup>	-115.271,90 <sup>(0)</sup>	1,67	7,05	200,76	<240 <sup>1</sup>
ETE 2**	50.000	3.193.198,37	427.501,50	24,16	15,94	41,52	65,88
ETE 3**	100.000	8.892.078,32	1.190.460,60	32,28	17,78	32,4	42,12

**Nota:** <sup>(0)</sup>Saldo do caso 1 é negativo, ou seja, o investimento não se paga no tempo de projeto estabelecido.

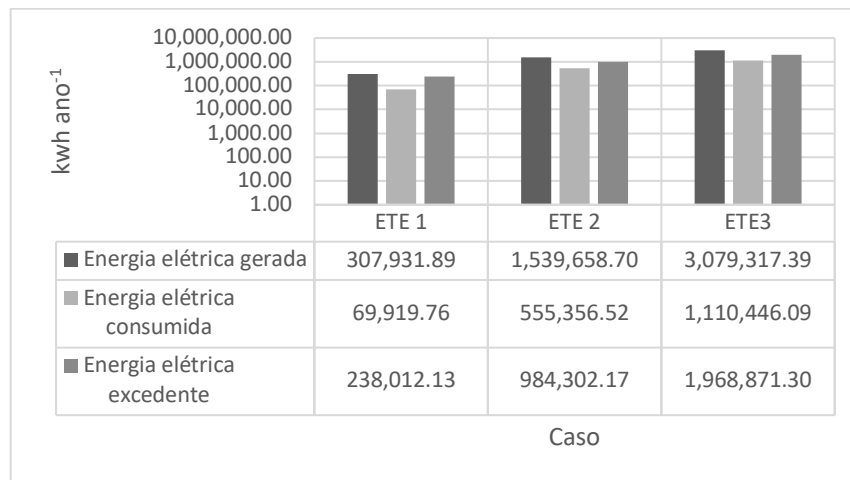
\* Considerando a tarifa de esgoto sanitário como receita;

\*\* Desconsiderando a tarifa de esgoto sanitário como receita

As parcelas de energia sobreditas, que constituíram as entradas, foram responsáveis por pagar parte do investimento. Analisaram-se os fluxos de caixa (com e sem a taxa de esgoto sanitário). Diante disso, inferiu-se que nos casos com a tarifa identificou-se a viabilidade econômica. Dentre os três casos, o primeiro apresentou elevado *payback*, que pode ser interpretado como um tempo elevado para o pagamento do investimento. Isso torna o projeto com um alto risco, pois podem ocorrer problemas externos (foram do alcance de controle do empreendedor), afetando-o e elevando o tempo do pagamento. Em contrapartida, avaliando o VPL e a TIR houve viabilidade, entretanto com um alto risco. Identificou-se o mesmo na situação desconsiderando a tarifa de esgoto sanitário, e o caso sobredito mostrou-se inviável e não rentável, apresentando ainda uma TIR inferior à TMA de 12%.

Já os casos 2 e 3 atingiram o retorno em um tempo consideravelmente inferior ao caso 1, levando em conta a amortização e as taxas de desconto, interpretando-se como projetos viáveis e rentáveis, como exposto na Tabela 8. Deve-se salientar que se aplicaram as situações críticas para os casos, visando explorar os limites de cada situação estudada.

Ressalta-se, ainda, que os custos de investimento influem diretamente na viabilidade. Visualiza-se na Fig. 1 uma diferença do caso 3 quanto ao valor de obra civil que se sobrepõe à de equipamentos em R\$ 679.257,92, fato este que esteve associado à dimensão da ETE, o que não ocorre nos casos 1 e 2. Ainda levando em consideração o capital investido, observa-se na Fig. 2 a representação da receita durante a vida útil do projeto de cada caso; mesmo com o elevado investimento (Tabela 6), o caso 3 é o que apresenta maior expansão de sua receita.



**Figura 1** - Geração de energia elétrica por caso

**Nota:** Eixo do gráfico está representado em escala logarítmica para melhor comparação dos casos

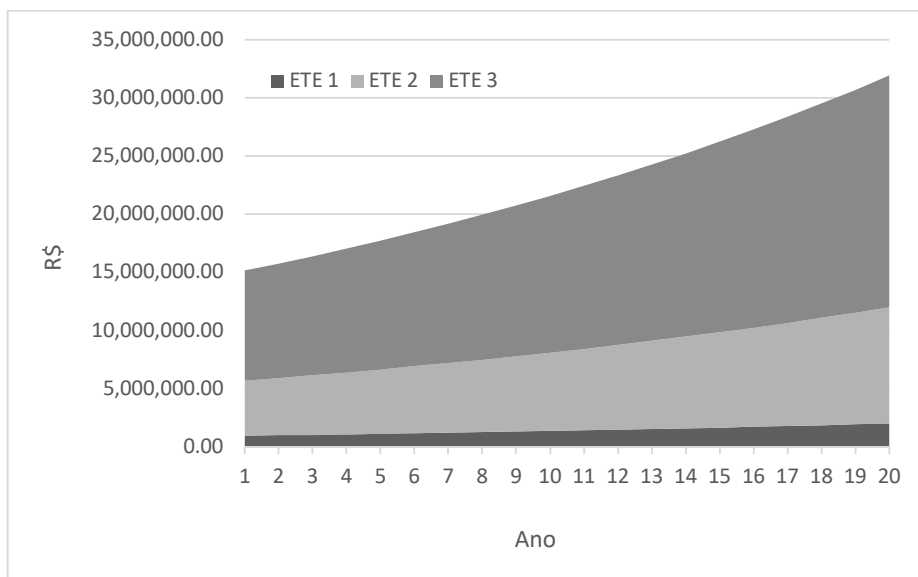
Do mesmo modo, a representação da receita da ETE 1 (Fig. 2) não apresentou uma expansão considerável no tempo do projeto, se comparada ao cenário de 50.000 e 100.000 habitantes. Sabendo que investimento em plantas de biogás, em ETE com médio e grande porte, como os casos 2 e 3, apresentam um elevado potencial de gerar maiores receitas, como visualiza-se na Fig. 2, contribuindo para um pagamento do investimento em um menor tempo. A primeira ETE possui risco considerável de não haver o retorno do investimento, como debatido anteriormente, mesmo considerando uma receita improvável, como a tarifa de esgoto sanitário.

Comparou-se o capital aplicado por kW instalado e por energia produzida com o limiar levantado no relatório de status global de energia, que estabelece margens quanto ao valor de aplicação na instalação do sistema, bem como o nivelamento por escala de cada caso de acordo com a tecnologia adotada para geração. O capital de investimento, segundo REN21 (2017), deve estar entre 500 e 6.500 US\$ kW<sup>-1</sup> e os custos típicos de energia (custo para produzir energia, leva em consideração o investimento apenas no sistema de cogeração), custo de nivelamento de

energia (LCOE) de 0,06 a 0,19 US\$ kWh<sup>-1</sup>; para determinação em real aplicou-se uma taxa de câmbio de R\$ 3,82.

Compararam-se os resultados dos cálculos (Tabela 9) com os parâmetros supracitados, e os casos que atenderam foram os cenários de 50.000 e o de 100.000 habitantes, com respectivamente 4.774,87 e 3.812,41 US\$ kW<sup>-1</sup>. Ambos atenderam o LCOE com valores de 0,10 US\$ kWh<sup>-1</sup> [caso 2] e 0,08 US\$ kWh<sup>-1</sup> [caso 3].

Já o primeiro cenário [caso 1], o qual mostrou um elevado *payback*, representou elevado risco para uma aplicação financeira. Também não atendeu os limites recomendados pela REN21 (2017), o que o torna inviável para o investimento aplicado de R\$ 2.729.754,02 e obtendo uma entrada de apenas 307.932,25 kWh ano<sup>-1</sup>, com potência instalada 35,15 kW. O mesmo foi confirmado pelos indicadores calculados, abordados anteriormente, sem os custos do sistema de esgoto sanitário (considerando os custos apenas da planta de biogás), o qual apresentou uma TIR e TIRm respectivamente de 1,67 e 7,05% e valores para o VPL e VPLa inferiores a zero (R\$ -861.016,94 e R\$ - 115.271,90).



**Figura 2** - Receita considerando todas as entradas durante a vida útil dos projetos

**Tabela 9** - Custo de nivelamento e instalação

Caso	População	Investimento	LCOE
	Hab.	US\$ kW <sup>-1</sup>	US\$ kWh <sup>-1</sup>
ETE 1	10.000	10.769,08	0,25
ETE 2	50.000	4.774,87	0,10
ETE 3	100.000	3.812,41	0,08

**Nota:** Taxa de câmbio de R\$ 3,82 considerada para conversão de Dólar para Real.

Analisando os custos por kW instalado e o LCOE comentados anteriormente dos casos 2 e 3, com seus resultados de viabilidade, afirma-se que são os cenários de maior viabilidade e rentabilidade para o investimento nas plantas de biogás de R\$ 3.205.865,02 [caso 2] e R\$ 5.119.341,87 [caso 3], levando-se em consideração o investimento por potência de 4.774,87 e 3.812,41 US\$ kW<sup>-1</sup> e os indicadores como TIR 24,16% [caso 2] e 32,28% [caso3] e TIRm de 15,94% [caso 2] e 17,78% [caso 3], os quais são superiores ao mínimo determinado. Segundo REN21 (2017) o investimento em biogás é o mais reduzido no mundo, todavia é uma das propostas mais viáveis se comparado com o valor de investimento para produção de kWh, como pôde ser observado com os valores para os cenários de 50.000 habitantes e 100.000 habitantes de respectivamente 0,10 e 0,08 US\$ kWh<sup>-1</sup>.

### 3.4 Incentivos do uso energético do biogás

O aproveitamento energético do biogás promove a redução da emissão de “GEEs – Gases do Efeito Estufa, sendo o PAG – Potencial de Aquecimento Global do CH<sub>4</sub> 21 vezes superior ao CO<sub>2</sub>” (BILOTTA; ROSS, 2016). Relata-se que a combustão do metano para gerar energia pode “reduzir a tonelada de CO<sub>2eq</sub> lançado na atmosfera” (IPCC, 2009). Dessa maneira determinou-se quanto seria reduzido em toneladas de CO<sub>2eq</sub> para os casos em 1, 2 e 3 de respectivamente 1.097; 5.486 e 10.972 T(CO<sub>2</sub>) ano<sup>-1</sup>, considerando que ao consumir 16 gCH<sub>4</sub> mol<sup>-1</sup> são liberadas 44 gCO<sub>2</sub> mol<sup>-1</sup> na atmosfera (BILOTTA; ROSS, 2016). Diante disso, obtiveram-se os valores referentes à redução de GEEs por ano como exposto na literatura.

**Tabela 10** - Redução da emissão de GEEs consideradas para o primeiro dano do estudo

Caso	Massa queimada	Massa de CO <sub>2</sub>	Emissão evitada	Redução de emissão de GEEs
	T(CH <sub>4</sub> ) ano <sup>-1</sup>	T(CO <sub>2</sub> ) ano <sup>-1</sup>	T(CO <sub>2</sub> ) ano <sup>-1</sup>	T(CO <sub>2eq</sub> ) ano <sup>-1</sup>
ETE 1	55,36	66,42	1.162,62	1.097
ETE 2	276,81	327,11	5.813,10	5.486
ETE 3	553,63	654,23	11.626,20	10.972

Estimou-se a venda dos certificados de emissão de redução de GEEs, considerando a cotação de 25,29 € T(CO<sub>2</sub>)<sup>-1</sup> tornando sua comercialização altamente possível. Utilizou-se um câmbio de R\$ 4,11 e inferiu-se que pode ser obtida uma receita anual para as ETes estudadas, nos casos 1, 2 e 3 de respectivamente 114.024,26; 570.225,26 e 1.140.450,53 R\$ ano<sup>-1</sup>, valores esses para o ano zero do projeto, são ainda elevados em relação às receitas cotadas, mostrando-se altamente admissível. Não levaram-se em conta tais receitas para a análise de viabilidade, devido à instabilidade do mercado no tempo de projeto definido, em razão da variação cambial e o preço da T(CO<sub>2</sub>). Todavia, isso não impede a sua aplicação em projetos futuros, pois a venda de certificados mostrou-se altamente rentável na situação de mercado estudada.

#### 4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nessa pesquisa estudou-se a viabilidade do aproveitamento energético do metano, proveniente da digestão anaeróbia da água residuária doméstica em reatores UASB. Com isso, constatou-se que ETes de pequeno porte atendendo até 10.000 habitantes não se mostram rentáveis nem viáveis economicamente, não pagando seu investimento de R\$ 1.446,079,35 e com TIR inferior à TMA. Salientando que foram dentro das condições pré-estabelecidas para esse estudo, dependendo muito das características da água residuária, que variam sob diversos fatores. Mesmo considerando receitas, como a tarifa do esgoto sanitário, o sistema se mostrou com um

*payback* bastante alto, havendo um grande risco de investimento.

Os casos de ETes de médio e grande porte expuseram uma alta viabilidade e rentabilidade sobre o primeiro caso, tanto os valores de VPL foram altos e positivos, como os referentes a TIR foram bastante superiores à TMA, mesmo com e sem a adição da tarifa de esgoto sanitário influenciando na análise. As receitas consideradas conseguiram suprir o pagamento do investimento em tempo favorável, mesmo nas condições críticas consideradas.

Constatou-se que a venda dos créditos de carbono é algo bastante rentável, auxiliando na receita dos projetos, como mencionado anteriormente. A pesquisa observou também que a implementação de medidas de incentivo da utilização do biogás para geração de energia elétrica contribui diretamente na instalação de plantas de biogás. Dentre esses incentivos, aponta-se a redução de impostos e/ou políticas públicas.

#### 5 CONTRIBUIÇÃO DOS AUTORES

**Conceituação:** Silva TP; **Metodologia:** Silva TP, Oliveira Júnior JL, Cordeiro RM; **Redação - primeira versão:** Silva TP; **Redação - Revisão & edição:** Silva TP; **Supervisão:** Oliveira Júnior JL, Cordeiro RM.

#### 6 REFERÊNCIAS

ABBASI, T.; ABBASI, S. A. Formation and impact of granules in fostering clean energy production and wastewater treatment in upflow anaerobic sludge blanket (UASB) reactors. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 3, p. 1696–1708, 2012.

- ACHINAS, S.; ACHINAS, V.; EUVERINK, G. J. W. A Technological Overview of Biogas Production from Biowaste. **Engineering**, v. 3, n. 3, p. 299–307, jun. 2017. <https://doi.org/10.1016/J.ENG.2017.03.002>.
- BILOTTA, P.; ROSS, B. Z. L. Estimate of energy generation and of greenhouse gas emission on biogas recovery from wastewater treatment plant. **Engenharia Sanitária e Ambiental**, v. 21, n. 2, p. 275–282, 2016. <https://doi.org/10.1590/s1413-41522016141477>
- BRASIL. **Decreto no 7.891, de 23 de janeiro de 2013**. , 2013.
- BRASIL. **Guia técnico sobre geração distribuída de energia elétrica por biogás em estação de tratamento de esgoto**. 1. ed. Brasília, Distrito Federal: [s.n.].
- BRASIL. **Resolução CONAMA/MMA no 499**. Brasil, 2020. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-conama-mma-n-499-de-6-de-outubro-de-2020-281790575>>
- BRASIL, (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT). **Elaboração de projetos de hidráulicos-sanitários de estações de tratamento de esgoto sanitário - NBR 12.209-2011**. Brasil, 2011.
- BRASIL, A. N. DE E. E.-A. **Resolução Homologatória no 2.530**. Brasil, 2019.
- CAGECE. **Estrutura Tarifária**. Brasil: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.cagece.com.br/produtos-e-servicos/precos-e-prazos/estrutura-tarifaria/>>.
- CAMACHO, C. E. G.; RUGGERI, B. Syntrophic microorganisms interactions in anaerobic digestion (ad): a critical review in the light of increase energy production. **Chemical Engineering Transactions**, v. 64, p. 391–396, 2018. <https://doi.org/10.3303/CET1864066>
- CHERNICHARO, C. A. DE L. et al. Panorama do tratamento de esgoto sanitário nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil: tecnologias mais empregadas. **Revista DAE**, v. 66, n. 213, p. 5–19, 2018.
- CHERNICHARO, C. A. L. Post-Treatment Options for the Anaerobic Treatment of Domestic Wastewater. **Reviews in Environmental Science and Bio/Technology**, v. 5, n. 1, p. 73–92, fev. 2006. <https://doi.org/10.1007/s11157-005-5683-5>.
- CHERNICHARO, C. A. L. et al. Anaerobic sewage treatment: state of the art, constraints and challenges. **Reviews in Environmental Science and Bio/Technology**, v. 14, n. 4, p. 649–679, 21 dez. 2015. <https://doi.org/10.1007/s11157-015-9377-3>.
- CHERNICHARO, C. A. L. **Princípios do Tratamento Biológico de águas residuárias: Reatores Anaeróbios**. p. 379, 2017.
- CHERNICHARO, C. A. DE et al. Contribution for improving the design, construction and operation of UASB reactors treating sewage – Part 1: Topics of Interest. **Revista DAE**, v. 66, n. 214, p. 5–16, 2018. <https://doi.org/10.4322/dae.2018.038>.
- CREMONEZ, P. A. et al. Two-Stage anaerobic digestion in agroindustrial waste treatment: A review. **Journal of Environmental Management**, v. 281, n. August 2020, p. 111854, mar. 2021. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2020.111854>.
- ESTRADA-ARRIAGA, E. B. et al. Enhanced methane production and organic matter removal from tequila vinasses by anaerobic digestion assisted via bioelectrochemical power-to-gas. **Bioresource Technology**, v. 320, n. September 2020, p. 124344, jan. 2021.
- GUPTA, P.; SREEKRISHNAN, T. R.; AHAMMAD, S. Z. Role of sludge volume index in anaerobic sludge granulation in a hybrid anaerobic reactor. **Chemical Engineering Journal**, v. 283, p. 338–350, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2015.07.058>
- HAI, R. et al. Simultaneous removal of nitrogen and phosphorus from swine wastewater In a sequencing batch biofilm reactor. **Chinese Journal of Chemical Engineering**, v. 23, n. 1, p. 303–308, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.cjche.2014.09.036>.
- IPCC, I. P. O. C. C. **Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme**. [s.l.] IGES, Japan, 2009.
- LI, J. et al. Performance and granulation in an upflow anaerobic sludge blanket (UASB) reactor treating saline sulfate wastewater. **Biodegradation**, v. 25, n. 1, p. 127–136, 2014. <https://doi.org/10.1007/s10532-013-9645-2>.
- LOBATO, L. C. S.; CHERNICHARO, C. A. L.; SOUZA, C. L. Estimates of methane loss and energy recovery potential in anaerobic reactors treating domestic wastewater. **Water Science and Technology**, v. 66, n. 12, p. 2745–2753, 1 dez. 2012. <https://doi.org/10.2166/wst.2012.514>
- LOGANATH, R.; SENOPHIYAH-MARY, J. Critical review on the necessity of bioelectricity generation from slaughterhouse industry waste and wastewater using different anaerobic digestion reactors. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 134, n. August 2019, p. 110360, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110360>
- MA, G.; CHEN, Y.; NDEGWA, P. Association between methane yield and microbiota abundance in the anaerobic digestion process: A meta-regression. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 135, n. March 2020, p. 110212, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110212>.
- METCALF; EDDY. **Wastewater Engineering: Treatment and Resource Recovery**. 4. ed. United States of American: [s.n.].
- MONTES, J. A. et al. Biogas production from the liquid waste of distilled gin production: Optimization of UASB reactor performance with increasing organic loading rate for co-digestion with swine wastewater. **Bioresource Technology**, v. 274, n. November 2018, p. 43–47, fev. 2019.
- MOREIRA, Y. W. N. et al. Partida de reator uasb em escala real no tratamento de esgoto doméstico em região de clima quente. **Revista DAE**, v. 68, n. 226, p. 126–146, 18 set. 2020. <https://doi.org/10.36659/dae.2020.071>

- NOYOLA, A.; MORGAN-SAGASTUME, J. M.; LÓPEZ-HERNÁNDEZ, J. E. Treatment of Biogas Produced in Anaerobic Reactors for Domestic Wastewater: Odor Control and Energy/Resource Recovery. **Reviews in Environmental Science and Bio/Technology**, v. 5, n. 1, p. 93–114, fev. 2006. <https://doi.org/10.1007/s11157-005-2754-6>
- PADMASIRI, S. I. et al. Methanogenic population dynamics and performance of an anaerobic membrane bioreactor (AnMBR) treating swine manure under high shear conditions. **Water Research**, v. 41, n. 1, p. 134–144, 2007. <https://doi.org/10.1016/j.watres.2006.09.021>.
- PARRA, D. et al. A review on the role, cost and value of hydrogen energy systems for deep decarbonisation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 101, n. July 2018, p. 279–294, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.010>.
- PHAM, T. P. T. et al. Food waste-to-energy conversion technologies: Current status and future directions. **Waste Management**, v. 38, n. 1, p. 399–408, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2014.12.004>
- RASOTO, A. et al. **Gestão Financeira : enfoque em Inovação**. 1. ed. Curitiba: [s.n.].
- REN21. **Renewable Energy policy Network for the 12st Century - RENEWABLES 2017 GLOBAL STATUS REPORT**. Paris: [s.n.].
- RIBEIRO, E. M. et al. Power generation potential in posture aviaries in Brazil in the context of a circular economy. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 18, p. 153–163, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2016.10.009>.
- RIBEIRO, T. B. et al. Contribuição para o aprimoramento de projeto, construção e operação de reatores UASB aplicados ao tratamento de esgoto sanitário - Parte 2: Tratamento preliminar, bombeamento e distribuição de vazão. **Revista DAE**, v. 66, n. 214, p. 17–29, 2018. <https://doi.org/10.4322/dae.2018.039>
- ROSA, A. P. et al. Energy potential and alternative usages of biogas and sludge from UASB reactors: case study of the Laboreaux wastewater treatment plant. **Water Science and Technology**, v. 73, n. 7, p. 1680–1690, 7 abr. 2016.
- ROSA, A. P. et al. Assessing the potential of renewable energy sources (biogas and sludge) in a full-scale UASB-based treatment plant. **Renewable Energy**, v. 124, p. 21–26, ago. 2018. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.09.025>
- ROSA, A. P.; LOBATO, L. C. S.; CHERNICHARO, C. A. L. Mathematical model to predict the energy potential of UASB-based sewage treatment plants. **Brazilian Journal of Chemical Engineering**, v. 37, n. 1, p. 73–87, 18 mar. 2020. <https://doi.org/10.1007/s43153-020-00012-2>.
- ROSENFELDT, S. **Viabilidade técnico-econômica de produção de energia elétrica em ETEs a partir do biogás**. 1. ed. Brasília, Distrito Federal: [s.n.].
- SANTOS, I. F. S. DOS; BARROS, R. M.; TIAGO FILHO, G. L. Electricity generation from biogas of anaerobic wastewater treatment plants in Brazil: an assessment of feasibility and potential. **Journal of Cleaner Production**, v. 126, p. 504–514, jul. 2016. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.03.072>.
- SILVEIRA, B. **Guia técnico de aproveitamento energético de biogás em estações de tratamento de esgoto**. 2. ed. Brasília, Distrito Federal: Ministério das cidades, 2017.
- VALENTE, V. B. **Análise de viabilidade econômica e escala mínima de uso do biogás de reatores anaeróbios em estação de tratamento de esgoto no Brasil**. [s.l.] Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.
- VALENTI, F. et al. Spatial analysis of feedstock supply and logistics to establish regional biogas power generation: A case study in the region of Sicily. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 97, n. May 2017, p. 50–63, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.022>
- VON SPERLING, M.; CHERNICHARO, C. A. . **Biological Wastewater Treatment in Warm Climate Regions**. Iwa Publishing, p. 856, 2005.